

No. 05-02

2005

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS: EL CASO DE CENTROAMÉRICA Y OPORTUNIDADES PARA COLOMBIA

John Jairo García Rendón
Isabel Cristina Rojas Martínez
Natalia Velásquez Montoya

Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (CIEF)



**UNIVERSIDAD
EAFIT®**
Abierta al mundo

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS: EL CASO DE CENTROAMÉRICA Y OPORTUNIDADES PARA COLOMBIA¹

John Jairo García Rendón²
Isabel Cristina Rojas Martínez³
Natalia Velásquez Montoya⁴

Resumen

La integración del mercado eléctrico en Centroamérica se comenzó a consolidar con la implementación de diferentes políticas estabilizadoras logrando avances en la armonización de los marcos regulatorios y la creación de instituciones que ayuden a un adecuado proceso. Después de establecer redes de interconexión bilaterales entre los países, se está construyendo una línea que permita alcanzar un comercio integrado, minimizando la posibilidad de crisis en el suministro, aprovechando la complementariedad en la forma de generación de energía, la competitividad vía precios por la disminución en los costos y la confiabilidad en el suministro; factores que Colombia puede explotar para consolidar su posición como país exportador de electricidad.

Palabras Claves: integración eléctrica, Centro América y Colombia.

Abstract

The integration of the electric market in Central América began to consolidate with the implementation of different stabilizing politics achieving advances in the harmonization of the regulatory frameworks and the creation of institutions that help an adequate process. After establishing networks of bilateral interconnection among the countries, a line is being built, that permits to reach an integrate commerce, minimizing the possibility of crisis in the supply, taking advantage of the complementarity in the energy generation form, competitive prices by the decrease in costs and confidence in the supply. All theses factors could be exploited by Colombia to consolidate its position as exporting country of electricity.

Key words: Electric Integration, Central America and Colombia.

Código JEL: F15, L11, L52.

¹ Este artículo es producto del proyecto de investigación: “Integración de mercados eléctricos y su regulación: el caso de la Comunidad Andina de Naciones -CAN”, elaborado por el Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada del Departamento de Economía de la Universidad EAFIT y financiado por la misma Universidad. Los autores agradecen al ingeniero Jaime Alberto Blandón Díaz (Ex-Director de la CREG), a la ingeniera Laura Victoria Calderon Gómez, al ingeniero Jaime Danilo Duque Martínez y al economista Gustavo Adolfo López Álvarez (Coordinador del grupo) por sus comentarios a una versión preliminar.

² Economista y Máster en Economía. Profesor - Investigador del Departamento de Economía de la Universidad Eafit, Medellín -Colombia. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co

³ Estudiante del programa de Economía de la Universidad EAFIT. Asistente de investigación del Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada, en el cual desarrolló su trabajo de grado. E-mail: IC Rojas@suvalor.com

⁴ Estudiante del programa de Economía de la Universidad EAFIT. Asistente de investigación del Grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada, en el cual desarrolló su trabajo de grado. E-mail: nvelasq1@eafit.edu.co

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS: EL CASO DE CENTROAMÉRICA Y OPORTUNIDADES PARA COLOMBIA

INTRODUCCIÓN

Dada la dinámica de la globalización, hay claras tendencias de integración que apuntan a la conformación de mercados eléctricos supranacionales, que se convierten en referencia obligada para las empresas del sector en el futuro. Esta línea la sigue el istmo centroamericano, el cual se ha caracterizado por tener grandes posibilidades de lograrlo tal como lo propone un estudio realizado por OLADE⁵ (2002), donde afirma que el proceso de modernización llevado a cabo en toda América en el sector eléctrico, potencializa las posibilidades de la integración debido a los avances en el ámbito físico y la armonización de marcos regulatorios y políticas energéticas.

Los objetivos de este artículo son: i) Analizar el mercado eléctrico en el istmo centroamericano, ii) Examinar los cambios que se han dado para llevar a cabo la integración en cuanto a la armonización de los marcos regulatorios e infraestructura, así como el avance en la consolidación de instituciones y, iii) Estudiar la eventual participación del mercado eléctrico colombiano en el proceso de integración del istmo.

El artículo está dividido en tres capítulos; en el primero de ellos se realiza un análisis descriptivo de la reestructuración del mercado eléctrico centroamericano, de las reformas implementadas en él para hacerlo más eficiente y competitivo y los efectos generados en los diferentes países. En el segundo capítulo se estudia el proceso de integración realizado en el istmo, los avances logrados, las instituciones creadas y los cambios en el marco regulatorio. El último apartado analiza la participación del mercado eléctrico colombiano en el área centroamericana y las oportunidades que se generan para el País al aprovechar el diferencial de precios y poderse consolidar como un fuerte exportador de energía.

MERCADO ELÉCTRICO EN LA REGIÓN CENTROAMERICANA

La región centroamericana se encuentra conformada por los países de Costa Rica, Panamá, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua; algunos autores también incluyen Belice, pero para efectos del presente trabajo, y dado que la mayoría de los autores e instituciones sólo tienen en cuenta los seis primeros, Belice no se incluirá en el análisis.

A finales del siglo XIX, se les otorgó a diferentes empresas extranjeras concesiones para ubicarse en las principales ciudades. Entre 1945 y 1961 finalizaron las anteriores concesiones y se crearon las empresas estatales para el sector eléctrico, hasta llegar en los años 70 a la monopolización de la industria. Tales empresas fueron:

- Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

⁵ OLADE. “Utilización de la experiencia Europea en la superación de las barreras a la integración energética Latinoamericana y el Caribe”. Diciembre 2000. Páginas 1 y 2.

- El Salvador: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)
- Guatemala: Instituto Nacional de Electrificación (INDE)
- Honduras: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)
- Nicaragua: Empresa Nacional de Electricidad (ENEL)
- Panamá: Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE).

Las tres últimas empresas tenían integración total de sus funciones, mientras que las otras trabajaban con firmas distribuidoras. Las funciones normativas, reguladoras y empresariales no se encontraban definidas ni divididas de forma clara en los diferentes países.

El papel inicial de estas empresas era desarrollar la electrificación, aprovechando al máximo los recursos hídricos de la región y la expansión del servicio en el área urbana y rural. Por la crisis del petróleo de los años 70, los países centroamericanos tuvieron que cambiar sus estrategias de proyectos hidroeléctricos y térmicos de mediana capacidad y promoverlos a gran escala, aumentando la capacidad instalada, generando incrementos en los niveles de endeudamiento del estado.

En los 80, la región incrementó su Índice de Electrificación de 37% a 50%, según cifras de CEPAL 2003, beneficiando a más de cinco millones de personas; sin embargo, en los inicios de la siguiente década, la población faltante por electrificar volvió a niveles parecidos a diez años atrás, especialmente por la falta de recursos en el área rural y la mayor dispersión de las viviendas en relación a las redes primarias; de ésta forma, el costo unitario de conexión de cada usuario nuevo (costo marginal) era más alto y, además, se hacían necesarios esquemas de pago más largos, dados los bajos recursos que caracterizaban a los usuarios del área rural.

En el cuadro 1 se puede observar el proceso de electrificación que se evidenció en los diferentes países, y cómo a inicios de la década de los 90, la mayoría de los países presentaban el mismo nivel de deselectrificación de una década atrás.

Cuadro 1. Niveles de deselectrificación

POBLACIÓN SIN ELECTRICIDAD –PSE- (miles)				
País	PSE		PSE / población total	
	1980	1990	1980	1990
Total	14 065	14 012	63%	50%
Costa Rica	668	329	29%	10%
El Salvador	3 017	2 233	66%	39%
Guatemala	5 160	5 818	76%	68%
Honduras	2 670	2 945	75%	62%
Nicaragua	1 637	2 034	45%	49%
Panamá	912	976	47%	40%

Fuente: Boletín Demográfico No 63, CEPAL, 1999; Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del istmo Centroamericano, CEPAL, 2003.

Al final de la década de los ochenta se comenzaron a observar problemas en las empresas eléctricas del Estado (excepto Costa Rica), tanto en el ámbito estructural como coyuntural, que disminuyeron su eficiencia, viéndose esto reflejado en la intervención política usando el monopolio del sector como forma de control social, confusión en las funciones de regulación y en el incremento de las tarifas tal como lo plantea la CEPAL, 2003: El Salvador aumentó 194%, Nicaragua 150%, Honduras 87%, Guatemala 60.8% y Costa Rica 16%; la excepción fue Panamá que presentó un decrecimiento de 1.6%.

Este debilitamiento institucional hizo que no se pudieran desarrollar nuevos proyectos de generación y se redujeran los presupuestos de los programas de mantenimiento; así, no se incrementó la capacidad instalada pero sí se observó una demanda creciente del recurso, llevando a una crisis de suministro. Surge entonces la necesidad de hacer varias reformas y se comienzan a privatizar empresas para incrementar la oferta de energía eléctrica.

REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR

Entre 1990 y 1998 se aprobaron las diferentes reformas en los países mencionados, comenzando por Costa Rica (en 1990), cuyo objetivo fundamental era atraer inversión extranjera, ya que el ICE no estaba generando el superávit que le exigía el poder ejecutivo por los planes de expansión que venía desarrollando en los proyectos de generación, limitándosele la participación privada hasta un 30% de la capacidad instalada de generación. A Costa Rica le siguió Honduras, con la Ley marco de 1994 que se reglamentó 3 años después⁶.

⁶ Los seis gobiernos suscribieron el Tratado Marco de Mercado Eléctrico Regional de América Central que fue ratificado (1998) por los congresos de los países. Este Tratado norma el Mercado Eléctrico Regional

En los otros cuatro países optaron por una transformación de la industria eléctrica hacia un sector de competencia con segmentación de las actividades (en mayor o menor grado), apertura a la participación de inversionistas privados y a reglas de mercado⁷. Así mismo, se separaron y definieron de mejor forma las funciones normativas (asignadas a Ministerios o Comisiones Especializadas), regulatorias (al Estado) y las empresariales. Además, se privatizó la distribución y la generación de energía y se ordenó la apertura y fortalecimiento de los mercados y sus redes de transmisión, subtransmisión y distribución, con lo cual se pretendía incrementar la participación privada en el sector, incentivar la competencia y asignar de manera óptima los recursos en el mercado, buscando el crecimiento del sector y la obtención de mejores precios y mejor calidad en el servicio prestado.

Es importante resaltar que la transmisión, en todos los casos, quedó como función del Estado, con pequeñas variantes en cada país y las funciones de supervisión quedaron a cargo de diferentes instituciones. En el cuadro 2 se hace una síntesis de los aspectos considerados en la reestructuración del sector.

(MER) mediante los principios y disposiciones correspondientes. A ese efecto se crea un órgano regulador centroamericano, denominado CRIE (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica) y un ente operador del sistema y administrador del MER, denominado EOR (Ente Operador Regional)

⁷ PREEICA, 2003. Estrategias para fomentar el desarrollo de recursos hidroeléctricos y geotérmicos en la región.

Cuadro 2. Reestructuración del sector

	Costa Rica	Honduras	El Salvador	Guatemala	Nicaragua	Panamá
Objetivo reforma	Atraer inversión extranjera		Transformación del sector eléctrico a uno de competencia con segmentación de actividades			
Funciones normativas, reguladoras y de mercado	Claramente definidas	Proceso de separación y mejor definición				
Proceso de privatización			Llevado a cabo			
% empresas privadas en producción	8%	5%	24%	53%	55%	100%
Funciones del Estado	Generación y transmisión	Transmisión, producción y administración	Transmisión	Transmisión y producción	Transmisión y administración de mercados	Transmisión y administración de mercados
Función de supervisión		Despacho del Estado	Instituciones independientes		Instituciones especializadas de la empresa de transmisión	
Diseño de mercados	Estado o empresa estatal verticalmente integrada: comprador único		Liberalización de la industria eléctrica: mercado Spot con completa libertad			
Costos máximos	Servicio al costo	Sumatoria de los costos de adquisición de potencia y energía				
Costos de energía US cent/KWh	2.8	4.9	2.5	3.8	2.6	6.8
Subsidios	Implícitos	Protección de estratos bajos	Disminución gradual		Disminución de los cruzados	Se otorgan a los más pobres
Fuentes energéticas alternativas	80%	80%	50%	50%	15%	50%
Ente normativo	MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía		MINEC: Ministerio de Economía	MEM: Ministerio de Energía y Minas	CNE: Comisión Nacional de Energía	COPE: comisión de política energética
Ente regulador	ARESEP: Autoridad reguladora de los servicios públicos	CNE: Comisión Nacional de Energía	SIGET: Superintendencia general de electricidad y telecomunicaciones	CNEE: Comisión Nacional de energía Eléctrica	INE: Instituto Nicaragüense de energía	ERSP: Ente Regulador de las Servicios Públicos

Libre circulación de energía eléctrica	Sólo la ICE puede importar energía, cuando hay excedentes. El precio debe ser menor al costo marginal de energía (excepto en situaciones de emergencia)	Sólo la ENEE puede importar y exportar energía; sólo se pueden exportar excedentes	Libre circulación de energía consagrada en el Tratado. Los contratos con entidades fuera del país deben sujetarse a las normas de los contratos nacionales.	Libre circulación de energía consagrada en el Tratado. El Administrador de Mercado Mayorista de la operación de las interconexiones internacionales y la administración de las transacciones por fuera del país.	Libre circulación de energía consagrada en el Tratado. Se autoriza a los generadores a exportar y a los distribuidores a importar. Los grandes consumidores pueden contratar con extranjeros el suministro de energía eléctrica.	Libre circulación de energía consagrada en el Tratado. Las empresas del extranjero pueden realizar intercambios internacionales con contratos o convenios de suministro de largo plazo (entre agentes) y corto plazo(con la empresa de transmisión). Prioridad: demanda nacional
Separación de actividades	No hay separación vertical de actividades, porque el ICE en una entidad pública integrada sin separación de Costos por Unidades de Negocio	Permite la integración en las zonas no interconectadas. La ley Marco del subsector eléctrico no establece la separación del operador de la red de las actividades de generación y distribución.	Se debe separar contablemente las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Las empresas de generación, distribución y comercialización no podrán ser accionistas de la de transmisión y viceversa. Esta en estudio que el Estado tenga la obligación de suministrar el recurso eléctrico a los usuarios.	Una persona, natural o jurídica, puede realizar simultáneamente las actividades de generación, transmisión y distribución por intermedio de empresas diferentes. Las empresas de distribución pueden tener centrales de hasta 5 MW. El Estado tiene la obligación de asegurar el suministro de energía eléctrica a los usuarios.	Hay desintegración vertical. Los generadores no pueden ser accionistas de las empresas e distribución o transmisión. El Estado tiene la obligación de asegurar el suministro de energía eléctrica a los usuarios.	El Estado tiene la obligación de asegurar el suministro de energía eléctrica a los usuarios.
Libre accesos a la Red	No hay obligación de acceso a terceros, pero como el Estado a asumido el Tratado, el ICE esta obligado a dar acceso por la capacidad remanente de transporte a los agentes que se encuentren ubicados en otro país miembro.	Se obliga a las empresas de transmisión y distribución, tanto a la conexión como al uso remunerado de sus instalaciones	Acceso abierto a todos los agentes de la red de transmisión y distribución			

FUENTE: Construcción de los autores, 2005.

Con relación al diseño de los mercados, en Costa Rica y en Honduras se constituye un modelo en el que el Estado (o una empresa estatal) es el comprador único, mientras que en los otros países surge el Mercado Spot, en donde los agentes tienen completa libertad para ofrecer o demandar energía.

El principal objetivo de la regulación es controlar los costos máximos de generación, transmisión y distribución que se le pueden transferir en precio al consumidor minorista final. En Costa Rica las tarifas se establecen según el principio de servicio al costo, teniendo en cuenta aspectos sociales, ambientales y de eficiencia económica. En los otros países, se determinan sumando los costos de adquisición de potencia y energía, con los que determinan el valor agregado de la distribución, siendo la compra de energía el costo de mayor peso al establecer la tarifa, porque debe cumplir con varias condiciones en los mercados de futuros; de acuerdo al *Global Energy Network Institute*, GENI 1993, al inicio de la década de los 90, los costos de energía aproximados en centavos USD Cent / kWh eran de 3.8 para Guatemala, 2.5 para El Salvador, 4.9 para Honduras, 2.6 para Nicaragua, 2.8 para Costa Rica y 6.8 para Panamá.

Estos mayores costos afectaron la competitividad de la región, generando un mayor diferencial de precios con otros países del continente, lo que se constituye en una ventaja que los segundos pueden aprovechar, según la teoría microeconómica y las teorías de comercio internacional, a través de la exportación del bien. Dado este diferencial de precios entre el istmo centroamericano y los otros países se justifica en parte el proceso de integración llevado a cabo en esta región.

Costa Rica cuenta con los mayores niveles de cobertura eléctrica y permite implícitamente los subsidios. Cuenta con políticas claras para utilizar recursos renovables y como fuente primaria la hidroenergía, geotermia y energía eólica, con las que lograban satisfacer más del 80%⁸ del consumo. Desde el inicio de los noventa ya Costa Rica era el único país con funciones normativas, reguladoras y empresariales claramente definidas y separadas.

El Salvador tiene metas específicas de cobertura; además, de los recursos obtenidos por las privatizaciones, debe destinarse una parte a la inversión pública de carácter social; por otro lado, se busca disminuir gradualmente los subsidios, dejando solamente los necesarios para la población de menores ingresos. La utilización de fuentes alternativas de energía permite satisfacer el 50% del consumo de la Nación, situación que también se evidencia en Guatemala y Panamá.

En Guatemala, su Constitución establece la descentralización de la industria eléctrica para lograr un mayor crecimiento; el INDE, cuando obtenga superávits financieros, deberá realizar procesos de electrificación rural. Es el país mejor desarrollado termoeléctricamente en América Latina.

⁸ CEPAL, 2003 “Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del istmo centroamericano”

Honduras busca con las reformas atraer inversión privada, fomentar la descentralización y proteger a los consumidores de estratos bajos. Se creó el Fondo Social de Desarrollo Eléctrico, el cual financia estudios y obras de electrificación social. El Estado puede contratar energía de fuentes alternativas, pagando una prima de 10% del costo marginal de largo plazo, y con éstas, al igual que en Costa Rica, se logró cubrir más del 80% del consumo del País.

En Nicaragua se debe incrementar la electrificación rural y disminuir gradualmente los subsidios cruzados para los consumidores finales. Fue el último país en la región en llevar a cabo los procesos de privatizaciones, lográndola realizar en el 2001; la utilización de fuentes renovables sólo permitió satisfacer las necesidades de consumo del 15% de la población.

En Panamá, cuando se privatizó la distribución, muchas áreas no quedaron asignadas a alguna empresa privada, por lo cual el Estado creó la Oficina de Electrificación Rural encargada de esta labor, teniendo en cuenta que la Ley permite otorgar subsidios a los consumidores de más bajos ingresos y que sí se utilizan fuentes nuevas y renovables, el Estado da una prima de 5% en el precio pagado. Además, con los recursos provenientes de las privatizaciones, se pudieron promover programas para combatir la pobreza.

El cuadro 3 muestra algunas de las variables más importantes del sector eléctrico en el istmo centroamericano, como la demanda, capacidad instalada y la generación de energía.

Cuadro 3. Principales variables del sector eléctrico 2003

Variable	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Capacidad Instalada MW	1,939.00	1,196.90	1,842.80	1,051.50	685.7	1,633.80
Hidroeléctrica	1,295.60	442	584.4	466.9	110.4	833
Geotérmica	162.7	161.2	33		77.5	0
Térmica	412.1	593.7	1,225.40	584.6	497.8	800.8
Eólica	68.6	0	0	0	0	0
Capacidad instalada pública MW	1,708.80	429.7	623	502.4	226.8	171
Capacidad instalada privada MW	230.2	767.2	1,219.80	549.1	458.9	1,462.80
Demanda máxima MW	1,253.00	785	1,247.80	856.5	441.6	882.9
Generación bruta GWh	7,564.90	4,657.00	6,583.10	4,681.50	2,740.00	5,692.50
Generación Neta Total GWh	7,511.10	4,487.20	6,574.90	4,606.70	2,561.20	5,628.50
Hidroeléctrica	6,015.60	1,511.60	2,044.70	1,740.60	291.8	2,782.10
Geotérmica	1,098.80	966.2	195		242.4	
Térmica	166.7	2,009.50	4,335.10	2,866.00	2,026.90	2,846.40
Eólica	230	0	0	0	0	0
Exportación de electricidad GWh	118.9	102.5	424.3	0	21.2	181.4
Importación de electricidad GWh	41.2	427.8	22.6	336.8	11.9	2.3
Energía disponible GWh	7,433.40	4,812.50	6,173.20	4,943.40	2,551.80	5,286.10
Ventas electricidad GWh	6,715.50	4,186.50	5,107.10	3,862.20	1,723.50	4,262.90
Ingresos por ventas reguladas. Miles dólares	464,977	441,493	404,734	342,755	201,298	504,063
Usuarios	1,169,949	1,218,463	1,985,250	789,404	495,065	613,720

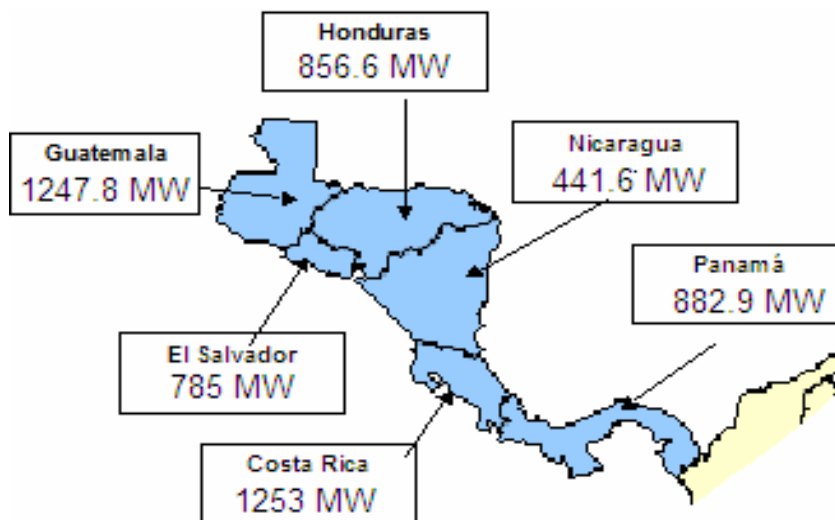
Fuente: CEPAL, 2003.

Con relación al proceso de privatización, los países primero reestructuraron sus empresas públicas, separándolas vertical y horizontalmente, creando nuevas empresas distribuidoras y productoras (hidroeléctricas, termoeléctricas y geotérmicas).⁹ Así, se llega a una participación de empresas privadas en la producción de 5% en Honduras, 8% en Costa Rica, 24% en El Salvador, 53% en Guatemala, 55% en Nicaragua y 100% en Panamá¹⁰, todas encaminadas a satisfacer prioritariamente el mercado local: las transacciones internacionales sólo se daban en situaciones de emergencia o cuando habían excedentes de energía en la región.

ALGUNOS EFECTOS DE LA REESTRUCTURACIÓN

Uno de los principales efectos obtenidos con las reformas efectuadas fue el incremento de la oferta de energía eléctrica, gracias a la participación de nuevos agentes y altos niveles de demanda, equivalente a 6% entre 1985-2000 y 5.2% a partir de 2001. Ver gráfico 1. Así, con la entrada de empresas privadas en el sector en la década de los noventa, se logró la disminución de la participación estatal buscada con las reformas, pasando de 87.9% en 1995 a 36.6% en 2002 en toda la región; sin embargo, aunque se buscaba una disminución en el grado de concentración para generar condiciones de competencia y una mejor oferta de precios, la evidencia muestra que ésta no se redujo y no más de cuatro agentes quedaron controlando entre el 80 y 90% de la producción y dos corporaciones entre el 84 y 100% de la distribución.

Gráfico 1. Demanda de energía, 2003



Fuente: CIER, 2003; EIA, 2002.

⁹ En Panamá es un proceso más de Capitalización, porque el Estado tiene gran parte de las acciones de las empresas privadas.

¹⁰ CEPAL “Evaluación de diez años de reforma en la Industria Eléctrica del Istmo Centroamericano”, 2003.

Otra consecuencia favorable de las reformas fue la mejora en los márgenes de reserva de la región, que venían con una tendencia a la baja, pasando de 97.8 a 38.2% entre 1985-1998, y repuntaron hasta llegar a un 53% aproximadamente. Remitirse al cuadro 3 para cifras puntuales de cada país.

Con relación al proceso de privatización, éste pretendía disminuir las pérdidas operacionales y administrativas en el sector, lo cual no se logró satisfactoriamente, reflejando la incapacidad de las empresas de mejorar su eficiencia. Ver cuadro 4.

Cuadro 4. Evolución de las pérdidas eléctricas en el istmo centroamericano

EVOLUCION DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS % EN EL ISTMO							
	Istmo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1985	13.8	8.5	12.8	16.6	13.0	13.0	19.2
1990	17.0	10.6	15.6	14.1	23.2	17.6	24.5
1995	17.2	10.5	12.5	14.1	27.0	29.6	20.5
2000	15.2	10.0	11.0	11.6	18.1	31.9	19.6
2001	16.1	9.2	12.6	14.9	19.8	31.3	19.7
2002	16.8	9.7	14.6	15.3	20.6	32.5	19.4
2003	17.1	9.7	13.0	17.3	21.9	32.5	19.4

Fuente: CEPAL, 2003.

A través del análisis de los diferentes aspectos de la integración eléctrica, un informe de la CEPAL¹¹ establece como Costa Rica es el país líder del sector y expone que se debe a:

- Implementación de políticas y programas que aseguran el suministro de energía, diversificación de fuentes y sostenibilidad ambiental; así, los costarricenses han sabido desarrollar el potencial de recursos naturales con los que cuentan y han desarrollado fuentes de energía con los recursos que poseen.
- Desarrollo de fuentes renovables.
- Condiciones favorables de las cuencas hidrológicas, lo que disminuye los riesgos cuando se van a emprender nuevos proyectos.

El Salvador es el país que otorga más libertad a los agentes, donde las condiciones, plazos y precios se pactan en las transacciones en el mercado Spot con base en precios y no en costos variables calculados por la institución encargada de las operaciones de mercado, como en los otros países de la región.

En Guatemala, Nicaragua y Panamá las distribuidoras en el mercado de futuros deben asegurar el suministro de energía a los usuarios que son regulados, haciendo procesos constantes de renovación de contratos vencidos y de cubrimiento, si por ejemplo, se presentan excesos de demanda.

¹¹ CEPAL, "Evaluación de diez años de reforma en la Industria Eléctrica del Istmo Centroamericano", 2003.

Es muy importante resaltar que, a excepción de Panamá y El Salvador, en los otros países no hay reglas concretas para controlar los monopolios o cualquier otra forma de mercado anticompetitiva, y con sólo realizar contabilidades separadas se puede presentar una integración horizontal o vertical.

En cuanto a las tarifas, su cálculo con los diferentes reportes de facturación de las empresas, que incluyen los descuentos por subsidios directos a algunos agentes en específico, muestra como en el periodo 1990-2002, las de Costa Rica se incrementaron un 27%, aunque continúan siendo las más bajas de toda la región, en Panamá decrecieron en 0.6% y en el resto de países sufrieron un incremento por encima de 90%¹². Ver cuadro 5.

Cuadro 5. Tarifas promedio consumidor final

CENTAVOS DE DOLAR / kWh			
PRECIOS CORRIENTES			
PAÍS	1990	1998	2002
Guatemala	4,822	7,754	12,955
El Salvador	3,341	9,836	11,210
Honduras	4,539	8,489	8,630
Nicaragua	4,643	11,607	11,400
Costa Rica	5,767	6,716	7,380
Panamá	11,296	11,121	11,220

Fuente: CEPAL, 2003.

Se observa entonces como los países que privatizaron su sector eléctrico sufrieron las mayores alzas, a excepción de Panamá, quien al iniciar el periodo triplicaba las tarifas de los otros y ahora cuenta con niveles muy por debajo de éstos.

Analizando más detalladamente las cifras correspondientes a las tarifas, al final del periodo de estudio se observa como las tarifas residenciales se han duplicado y hasta triplicado, debido principalmente a los subsidios directos y cruzados y en Guatemala por la tarifa social, que es una tarifa especial para aquellos que en el mes consumen menos de 300kW/h. Con respecto a las tarifas de la industria, éstas son mucho mayores que las residenciales, fundamentalmente por la misma razón de los subsidios.

Estos se convierten entonces en una de las causas principales del elevado nivel de las tarifas en la región; en Guatemala, aunque los subsidios cruzados no están permitidos y de hecho desde 2001 se han venido reduciendo por las compras realizadas dentro de la tarifa social, las autoridades las utilizaron al final de la década de los noventa para reducir un poco las crecientes alzas en las tarifas, de forma que otorgaron subsidios en especie, como ventas de energía con descuento y préstamo gratuito de algún servicio complementario.

¹² Ibid.

En El Salvador, entre 1998 y 2001, se dieron 167 millones de dólares en subsidios, a través de descuentos a residencias con consumos menores a 99kW/h, el bombeo de agua para las empresas estatales y rurales, y el subsidio del IVA para consumos menores a 300kW/h. Situación similar se observa en Honduras, solo que sus límites son 500kW/h.

En Nicaragua y Costa Rica no hay subsidios directos del gobierno, pero sí existen subsidios cruzados, lo que ha afectado a sectores específicos, especialmente al industrial y al comercial.

Finalmente, en Panamá los subsidios están financiados por el Estado pero no son montos muy elevados, de forma que están destinados a algunos sectores específicos y no generan mayores presiones en las tarifas cobradas.

Sin embargo, el incremento en las tarifas de los países de la región no sólo se debe a los subsidios anteriormente explicados, sino también a otros puntos:

- Los costos se han incrementado por el consumo creciente de combustible, el cual aumentó en un 20.5% anual entre 1990 y 2002.
- Se ha observado una importante alza en los costos por el incremento del precio de los derivados del petróleo, gas y del carbón, de forma que en la mayoría de los países gran parte de la recaudación por ventas finales se tiene que destinar al cubrimiento de los costos de combustible; el país que vive de forma más grave esta situación es Nicaragua, donde estos costos representan un 80% de los ingresos por ventas.
- Se han visto disminuidos los niveles de ingreso de las empresas por las pérdidas operacionales, como son por ejemplo los errores en mediciones y malas contabilizaciones, y las no operacionales, como falta de eficiencia en los procesos. Hay, además, otros factores externos que han acentuado las pérdidas en los países, hasta llevarlas a niveles muy alejados de los estándares óptimos: servicios no regularizados, procesos por regularizar y conexiones ilegales.

Finalmente es importante identificar que con el proceso reformador emprendido en el istmo, la población electrificada en la región fue creciendo, llegando a las siguientes cifras en el 2003, según la CEPAL: 97% en Costa Rica, 80.2% en El Salvador, 86.7% en Guatemala, 62% en Honduras, 48.5% en Nicaragua y 84% en Panamá

INTEGRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO CENTROAMERICANO

En los países del istmo centroamericano la integración del mercado eléctrico aunque comenzó hace relativamente poco tiempo ha tenido mayores avances que el mercado Andino. En 1976 se dio la interconexión Nicaragua – Honduras con una línea de transmisión de 230 Kv, seguido de la interconexión Salvador – Guatemala. Más tarde, en la década de los años 80, se dio la interconexión de Costa Rica – Nicaragua, en 1982, y Costa

Rica - Panamá en 1986, proceso que se continuó desarrollado bajo el entorno del Sistema de Integración de Centroamérica – SICA -.

En 1987 los gobiernos de América Central, acompañados por el Gobierno Español, comenzaron a pensar en la posibilidad de crear un sistema eléctrico regional que pasara por los 6 países, buscando un nuevo sistema de transmisión que superara las deficiencias de los sistemas existentes e incentivara la inversión. En 1995, con la realización en Ecuador de la XXVI Reunión de Ministros de la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE -, donde el tema fue “La integración energética en América Latina y el Caribe”, se tomó la decisión de promover un proyecto donde se integrara eléctricamente todo el Istmo centroamericano con la creación de un nuevo mercado eléctrico regional centroamericano.

En esta reunión se habló sobre el avance en el sector eléctrico, analizando aspectos tales como la modernización de la política energética, los precios, el tratamiento y las estrategias de los recursos energéticos y la presencia de barreras que frenan el proceso de integración, dentro de las cuales se identificaron 2 tipos: económicas y jurídicas. En cuanto a las primeras, se trataron aspectos relacionados con aranceles, impuestos y tratamiento a la inversión privada y extranjera; sobre las segundas, se recomendó evaluar los marcos regulatorios para ver si limitaban o facilitaban el intercambio de los bienes y servicios energéticos en cuanto a las normas ambientales y de calidad de equipamiento industrial, comercial y residencial.

Terminado el estudio, se demostró los beneficios del proyecto con lo cual los países centroamericanos, junto con España y el acompañamiento del BID, acordaron realizar el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central – SIEPAC, con el apoyo técnico y financiero de estos últimos.

Lo anterior es confirmado en el informe final de Estudios Complementarios de la Expansión de la Interconexión PTI, 1997. Éste mostró que la rentabilidad promedio del proyecto es de 25.1% y el ahorro promedio para cada uno de los países, resultado de la diferencia entre lo pagado por la demanda en los diferentes escenarios y lo pagado en un escenario coordinado, para todo el istmo es de 513 millones de dólares.

Este proceso estuvo acompañado desde antes de sus inicios por diferentes instituciones, tanto nacionales como supranacionales, que le prestaron apoyo y, además, se crearon otras como resultado de las actividades llevadas a cabo; ver cuadro 6.

Comparado con los demás procesos de integración de mercados eléctricos, el centroamericano es el que presenta mayores avances en el aspecto institucional dado que ya tienen entidades supranacionales materializadas en el proyecto SIEPAC, de forma que ya se cuenta con una única institución encargada de la regulación del proceso, y un solo ente operador, dentro del marco del macromercado, además de contar con un Tratado Marco.

Cuadro 6. Instituciones creadas y de apoyo en el proceso de integración en Centroamérica

INTITUCIONES CREADAS		
INSTITUCIÓN	CREACIÓN	DESCRIPCIÓN
CRIE Comisión Regional de Interconexión Eléctrica	Fue creada en el 2000, a partir del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Esta representa el regulador del MER.	Tiene como responsabilidad asegurar que los principios del Tratado Marco y los reglamentos subsiguientes sean respetados por los participantes.
EOR Ente Operador Regional	Creado en el 2001.	Responsable de la operación técnica y de la administración de los aspectos comerciales del MER
EPR Empresa Propietaria de la Red	La EPR fue constituida en el año 1998 en la ciudad de Panamá.	Desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión que interconectará los sistemas eléctricos de Centroamérica, contribuyendo a la consolidación de un mercado eléctrico regional.

INSTITUCIONES DE APOYO		
INSTITUCIÓN	CREACIÓN	DESCRIPCIÓN
OLADE Organización Latinoamericana de Energía	Surge en la crisis energética internacional de inicios de la década de los 70 cuando los países de América Latina y el Caribe empezaron un proceso de movilización política que finalizó 1973 con la suscripción del Convenio de Lima, instrumento constitutivo de la Organización	Fue creada como un mecanismo de cooperación entre los países de la Región para desarrollar sus recursos energéticos y aprovecharlos de forma eficiente y racional, con el ánimo de fomentar el desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe.
CIER Comisión de Integración Energética Regional.	Se creó en 1964 por una propuesta aprobada en el Primer Congreso de Integración Eléctrica Regional de las autoridades del sector eléctrico uruguayo.	Es una organización de duración ilimitada y sin fines de lucro que reúne a empresas y organismos del sector eléctrico de los Países Miembros, así como de los Miembros Asociados, con el objeto de promover y favorecer la integración del sector eléctrico en la Región Suramericana.
CEPAL Comisión económica para América Latina y el Caribe.	La Comisión Económica para América Latina fue establecida en 1948 y en 1984 pasó a llamarse Comisión Económica para América Latina y el Caribe.	La Comisión es una de las cinco comisiones regionales de las Naciones Unidas fundada para contribuir al desarrollo económico y social de América Latina y Centroamérica, coordinar las acciones encaminadas a su promoción y reforzar las relaciones económicas de los países entre sí y con las demás naciones del mundo.
BID Banco Interamericano de Desarrollo	Se creó en 1959 como una institución de desarrollo con mandatos y herramientas novedosos para la época. Sus programas de préstamos y de cooperación técnica para proyectos de desarrollo económico y social fueron más allá del mero financiamiento, como era la costumbre entonces.	Tiene como objetivo contribuir a acelerar el proceso de desarrollo económico y social, individual y colectivo, de los países miembros regionales en vías de desarrollo.

Fuente: Elaboración de los autores a partir de www.cier.org.uy, 2005; www.olade.org.ec, 2005; www.cepal.cl, 2005; www.eprsiepac.com, 2005; www.iadb.org/, 2005; www.cier.org.uy/aan/gt/procint.doc, 2005.

REGULACIÓN PARA LA INTEGRACIÓN

En 1994 y 1995 se realizaron diferentes cumbres presidenciales donde se ejecutaron los acuerdos para concretar el proyecto, materializándose éste en el *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*, con el cual se lograron superar las barreras jurídicas y disminuyendo un poco algunos de los riesgos políticos y regulatorios que implica la integración.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central es la columna vertebral de la regulación en la región. Fué realizado por las naciones centroamericanas, suscrito en 1996 en Guatemala, ratificado por los gobiernos en 1998 y puesto en vigencia en 1999; su objetivo era iniciar un proceso gradual de formación e integración eléctrica mediante el desarrollo de un mercado eléctrico regional competitivo¹³ a través de líneas de transmisión que interconectarán sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regional, buscando incrementar las transacciones de electricidad y satisfacer en forma eficiente las necesidades de un desarrollo sostenible en la región.

El Tratado tiene, además, los fines de establecer los derechos y obligaciones de las partes y las condiciones para el crecimiento del mercado regional, dentro de las cuales está una infraestructura adecuada, niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región; incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico, establecer reglas claras y lograr que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

Los principios fundamentales del Tratado son, primero, lograr como horizonte la competencia; segundo, alcanzar un desarrollo gradual del mercado; y tercero, conseguir reciprocidad entre las partes para lograr su consolidación. Se basa en un “trato recíproco y no discriminatorio”¹⁴ de las empresas del sector, es decir, se fundamenta en los principios de la Organización Mundial del Comercio.

Este tratado está plasmado en el proyecto SIEPAC, buscando la creación y desarrollo de un mercado eléctrico centroamericano mayorista y un sistema de transmisión regional, donde cualquier tipo de agente calificado pueda transmitir y comprar o vender electricidad, independiente de su ubicación dentro del istmo.

INFRAESTRUCTURA Y DESARROLLO TÉCNICO

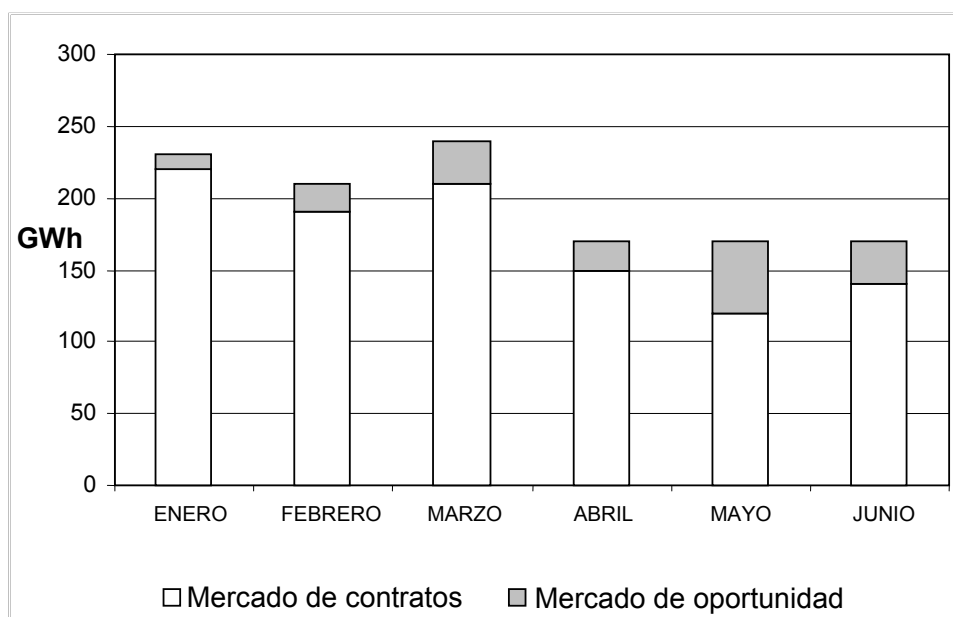
Actualmente el istmo cuenta con interconexiones eléctricas individuales entre cada uno de los países, cuya mayor utilidad se deriva del apoyo entre países en emergencias y para el

¹³ Corte Suprema de justicia de El Salvador. Centro de documentación judicial. Tratado Marco del mercado eléctrico de América Central. Febrero 11 de 1.998.

¹⁴ Ibid.

intercambio de excedentes de energía, la mayoría hidráulica. Ver gráfico 2. Pero tales interconexiones presentan inconvenientes como límites de transferencia reducidos, no es posible concretar transacciones firmes y las generadoras están al máximo, algunas con sobrecarga.

Gráfico 2. Transacciones Regionales primer semestre 2004



Fuente: ETESA, 2004.

Con datos del año 2004, la capacidad instalada total de la región es de 7.9GW, siendo 4.3 generadas térmicamente y 3.6 de forma hidráulica. La demanda es de 5.2, por lo cual, queda una capacidad instalada sin usar del 2.7, correspondiente a 35% de reserva¹⁵.

Sobre los avances en el proceso de integración, en cuanto a redes (interconexiones como porcentaje de la demanda) está en 9%, dado que la línea SIEPAC no se ha empezado a construir, pero la adjudicación de esta ya está en curso. Sin embargo, las transacciones entre los diferentes países ya han aumentado, reguladas por el Tratado Marco y reglamentos transitorios de operación y regulación, donde el regulador es la CRIE y los operadores son al EOR y el Operador del Mercado Centroamericano – OMCA -, donde este último será de una vigencia transitoria mientras es construida la red.

La línea que se quiere construir con el SIEPAC es un sistema troncal indivisible de transmisión, con una capacidad de 230 kilovoltios, 1.830 kilómetros de longitud, como se aprecia en el gráfico 3, que conectará 16 subestaciones desde Veladero (Panamá) hasta El

¹⁵ Gutiérrez, Javier. INTEGRACION REGIONAL. ISA. 2004.

Cajon (Honduras) y con proyección hacia el sur de México. Su costo es de 320 millones de dólares aproximadamente y se espera finalizarla en diciembre del 2007.

Esta línea sustituirá las interconexiones bilaterales existentes a través de las cuales se opera hoy, caracterizadas por su baja capacidad y escasa confiabilidad, de forma que se logre una optimización del proceso eléctrico en la región que beneficie no sólo a los gobiernos, por ahorros para aumentar la inversión social, sino también al consumidor minorista final.

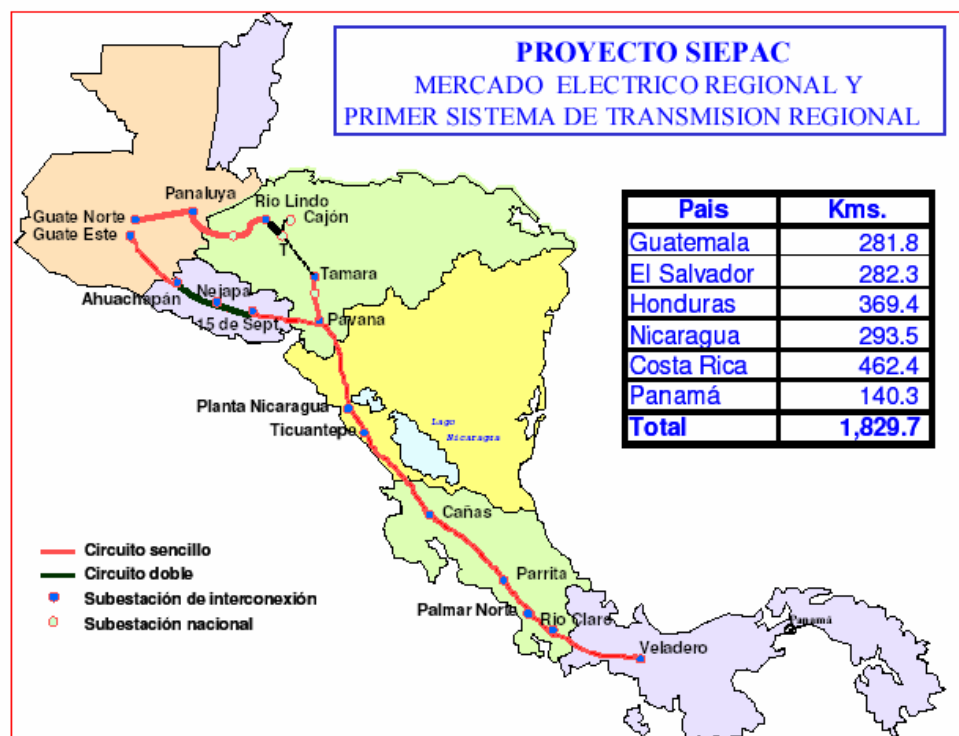
Con la implementación de la anterior línea, se desarrollará un séptimo mercado, denominado Mercado Eléctrico Regional – MER –, superpuesto a los 6 mercados existentes y regido bajo una regulación regional. El diseño del MER fue aprobado en el año 2000.

Los principales objetivos que se buscan alcanzar con la implementación del MER son: incrementar la eficiencia y la competencia en el abastecimiento regional de energía y la seguridad del suministro de energía eléctrica; viabilizar proyectos de mayor escala para la demanda agregada y el desarrollo de la red de transmisión regional; promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica y uniformizar los criterios de calidad y seguridad operativa.

La reglamentación del MER se puede sintetizar en los siguientes tres puntos:

- Reglamentos internos, realizados por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica – CRIE – y el Ente Operador Regional – EOR –.
- Reglamento de operaciones, que trata aspectos comerciales y técnicos de las transacciones.
- Reglamentos de transmisión, que analiza temas como la calidad, la expansión y las tarifas.

Gráfico 3. Proyecto SIEPAC



Fuente: EPR. Empresa Propietaria de la Red. RESUMEN DE LOS ASPECTOS RELEVANTES DEL PROYECTO SIEPAC, <http://www.eprsiepac.com/documentos/infosiepac.PDF>, 2005.

El sistema tarifario de transmisión estará basado en tres componentes: cargos variables de transmisión (incluyendo el costo de pérdidas marginales) y de congestión; el peaje asociado al uso de las instalaciones; el cargo complementario para las ampliaciones que han sido planificadas.

Los productos a tranzar en el MER, dentro del mercado de futuros y el Spot, son la energía eléctrica horaria, los servicios de transmisión y auxiliares de operación del sistema y la administración del MER. Sus participantes son empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y grandes consumidores

El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

Los agentes podrán llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna la compra y venta de energía eléctrica. Sin embargo, mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la

designación de una sola empresa para realizar transacciones en el Mercado, éstas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad. Además, se podrá negociar electricidad producida por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen y que estén habilitados y cumplan la reglamentación.

El EOR, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación y coordinación de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico.

En cuanto a la actividad de transmisión, ésta será entendida como el flujo de energía que cruza las fronteras de los países, permitiendo las transacciones del Mercado a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan en el futuro, a las que se tendrá libre acceso. El uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales por el ente regulador nacional.

INSTITUCIONES

Es importante destacar que uno de los mayores logros en el proceso de integración de esta región está relacionado con el gran desarrollo institucional alcanzado, pues se han logrado Constituir instituciones de carácter regional no solo para ejercer las funciones de regulación sino también para operar el funcionamiento del sistema. Las principales instituciones son:

Ente Operador Regional – EOR –

El EOR fue constituido en el año 2001, y será dirigido por una Junta Directiva constituida por dos directores de cada país, designados por su respectivo gobierno por un plazo de cinco años, cuyas principales funciones serán proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional, asegurar que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado, apoyar mediante el suministro de información los procesos de evolución del Mercado y formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.

Los recursos requeridos para el funcionamiento del EOR provendrán de los cargos de servicio de operación del sistema aprobados por el CRIE y otros cargos pagados por los agentes del Mercado, sanciones económicas, entre otros.

Los entes públicos de los países miembros dedicados a cualquiera de las actividades de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica quedan autorizados para integrarse como agentes del Mercado, comprar y vender energía de corto plazo bajo las reglas del sistema y suscribir mediante el procedimiento de concurso, contratos de compra y venta de energía de largo plazo en el Mercado. Además, también quedan autorizados para

comprar en el mercado internacional los combustibles necesarios para la generación eléctrica y suscribir la compra de acciones en la sociedad mercantil que construya la primera línea regional de interconexión.

De esta manera, los gobiernos quedan comprometidos a:

- i. Garantizar la libre circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, ya sea para ellos mismos o para otros países de la región, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en el Tratado, sus protocolos y reglamentos.
- ii. Declarar de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las diversas actividades que se realizan en este mercado.
- iii. Eliminar los costos de importación o exportación de energía eléctrica entre los países miembros que discriminen las transacciones en el Mercado.

Las controversias que surjan entre los agentes que intervienen en el Mercado, que no sean resueltas mediante negociación, se remitirán a la CRIE para su resolución definitiva; y las que surjan entre los gobiernos respecto a la interpretación y aplicación del Tratado, que no sean resueltas mediante negociación, se remitirán para su arbitraje a cualquiera de los países implicados, y si no son superados será llevado a la Corte Centroamericana de Justicia o a otro organismo que acuerden las Partes, para su resolución definitiva.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica – CRIE -

La CRIE es el ente regulador del Mercado regional, instalada en El Salvador en el 2002. Su fin es asegurar los principios del mismo, con pleno respeto del reglamento por parte de los participantes y por el EOR.

Esta institución esta compuesta por un comisionado de cada país miembro, designado por su respectivo Gobierno y por un plazo de cinco años prorrogables, contando con la estructura técnica y administrativa que requiera.

Los objetivos generales de la CRIE son hacer cumplir el Tratado y sus anexos, procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia, buen funcionamiento y promover la competencia entre los agentes del Mercado.

Las facultades de la CRIE son, entre otras, las siguientes:

- Regular el funcionamiento del Mercado.
- Tomar las medidas para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado.
- Propiciar el desarrollo del Mercado asegurando su funcionamiento y evolución gradual.
- Aprobar la reglamentación del despacho físico y económico.
- Regular lo concerniente a la transmisión y generación regionales.

- Adoptar las medidas necesarias para evitar el abuso de posición dominante en el Mercado por parte de cualquier agente.
- Imponer las sanciones en relación con los incumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos.
- Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional, resolver los conflictos entre agentes y habilitar a las empresas como agentes del Mercado.
- Aprobar los cargos por servicios de operación del sistema que presta el EOR según el reglamento correspondiente, evaluar la evolución del Mercado periódicamente y proponer a las partes las medidas convenientes a fin de avanzar en la consolidación del Mercado.
- Solicitar información contable auditada de las unidades de negocio y coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del Mercado.

Los recursos requeridos para el funcionamiento de la CRIE provendrán del cargo por regulación y otros cargos pagados por los agentes, aportes de los gobiernos, sanciones económicas, intereses de las gestiones comerciales, donaciones y transferencia de organismos públicos internacionales, fondos o recursos asignados por leyes y reglamentos y bienes o derechos que adquiera.

Empresa Propietaria de la Red – EPR -

Cada gobierno designará a un ente público del sector eléctrico de su país para participar en una empresa constituida como sociedad anónima, con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener el sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países del istmo centroamericano. Esta sociedad es la EPR, la cual fue creada en 1998 y se constituye en el ejecutor físico de la línea SIEPAC. En ella, ninguno de sus socios tendrá control directo o indirecto de la misma, ya que ninguno tendrá un porcentaje de participación mayor que otro en las acciones, evitando así cualquier intento de monopolio u oligopolio. Estos entes fueron designados en Febrero del año 1999: Guatemala: INDE, El Salvador: CEL, Costa Rica: ICE, Panamá: ETESA, Nicaragua: ENEL y Honduras: ENEE.

También se incluyó la empresa española Endesa y la empresa colombiana ISA fue aceptada como socia a principios del 2005; esto, por la característica de adhesión que tiene el Tratado Marco, donde establece que cualquier país puede hacer parte de éste, siempre y cuando sea aprobado por los que ya lo integren.

El permiso o concesión que cada gobierno otorgó a EPR fue por un plazo de 30 años prorrogables, de forma que la duración está prevista para superar ese plazo. Así, el organismo construirá la línea SIEPAC y posteriormente la mantendrá.

FINANCIACIÓN

El MER tiene un costo aproximado de 16.4 millones de dólares. Para esto, el Consejo de Electrificación de América Central –CEAC- realizó convenios de cooperación técnica de fondos no reembolsables con el BID por 5.0 millones de dólares para cubrir parcialmente el costo de apoyo a la formación y consolidación del MER; 9.9 millones de dólares serán prestados por el BID, y será cubierto por el CEAC, y el restante 1.5 millones de dólares será capital local puesto por cada uno de los entes.

La línea SIEPAC tiene un costo aproximado de 320 millones de dólares. Este será financiado así: un crédito al BID de 120 millones de dólares a 25 años, donde los prestatarios son el INDE de Guatemala, CEL de El Salvador, ICE de Costa Rica y ETESA de Panamá; otro crédito de 50 millones de dólares a 40 años con el BID cubierto por ENEL de Nicaragua y ENEE de Honduras; 70 millones de dólares a 35 años prestados por el Gobierno de España, en fideicomiso con el BID, donde los responsables son los 6 socios. 40 millones de dólares donde el prestatario será Endesa, la empresa española. El resto, será aporte de capital de cada uno de los socios.

ESTADO DE LA INTEGRACIÓN

Como lo establece el proyecto CIER 07 de 2001, la integración de mercados energéticos va más allá de una interconexión física de sistemas eléctricos; su finalidad es la existencia de un mismo entorno técnico, económico y regulatorio, para lograr eficiencia en la utilización de los recursos totales; además de suponer la armonización de los marcos regulatorios y de una mayor competitividad.

La integración energética va desde contratos entre mercados nacionales hasta la integración de mercados, llegando a crear una entidad supranacional. La integración tiene cinco etapas o estados, tal como lo propone ISA, 2005¹⁶. Ver gráfico 4.

La primera etapa para la integración es la consolidación de los mercados nacionales, donde se hacen contratos entre los diferentes países a nivel interno, de acuerdo a la normatividad establecida para su funcionamiento en cada uno de ellos.

Antes de la segunda etapa, en algunos países se han llevado a cabo despachos por contratos con el fin de suplir déficits coyunturales, teniendo en cuenta que estos son diferentes a los contratos de intercambio de electricidad de largo plazo, dado que no hay una armonización de marcos regulatorios y tampoco hay una periodicidad definida. Luego, la segunda etapa son los despachos coordinados, donde existe un ente operador del sistema encargado de la coordinación de tales intercambios de electricidad y una armonización regulatoria mínima para poderlos llevar a cabo, como el caso Colombia – Ecuador.

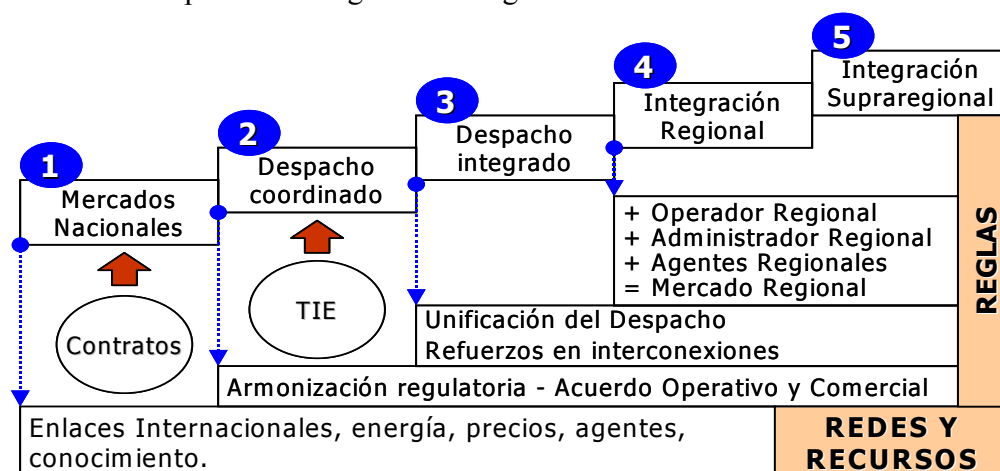
¹⁶ ISA, Prospectiva de los Mercados Regionales Oportunidades y Beneficios. Cartagena 2005.

El siguiente paso es el despacho integrado, donde ya hay una armonización regulatoria completa, aun existiendo instituciones individuales encargadas de llevar a cabo los contratos.

La cuarta etapa, la integración regional, donde hay un operador y un administrador regional, los agentes que participan en él son tomados como regionales y la creación de un macromercado, etapa en donde se encuentra Centroamérica.

Finalmente, la integración suprarregional, donde se integran todas las regiones, existe un único ente regulador y uno operador. Esto es lo que se espera se presente algún día en América, a partir de los diferentes procesos de integración por áreas que se están llevando a cabo.

Gráfico 4. Etapas de la integración energética



Fuente: ISA, 2005.

Actualmente, el proceso de integración regional se encuentra en etapa de construcción. Los avances en cuanto a las reglas, es decir, la armonización de los marcos regulatorios, es del 80%, dado que el Tratado Marco ya está funcionando junto con otras regulaciones transitorias; en cuanto a intercambios entre los diferentes países se ha avanzado 2.8% (como porcentaje de la demanda gran avance al compararlo con los resultados de la Región Andina, 1.2% y Mercosur y Chile, 0.4%).

Las ventajas de la integración para este mercado según ETESA, 2004 son:

- Desarrollo de plantas de generación más grandes y menores costos unitarios, (economías de escala) logrando así la optimización de la capacidad de generación excedente.
- Aprovechamiento de complementariedad hidrotérmica y no simultaneidad horaria de curvas de carga entre los países centroamericanos.
- Mayor confiabilidad, seguridad y calidad del servicio.

- Disminución del precio final al consumidor.

AVANCES Y OPORTUNIDADES DE COLOMBIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO CENTROAMERICANO

SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

La estructura del sector eléctrico colombiano antes de la década de los noventa, al igual que en muchos países era de monopolio, donde las compañías estatales estaban integradas verticalmente y mantenían el poder sobre un área determinada, prestando los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Dada la crisis del sector en la década de los 80, originada por los subsidios de tarifas, la politización de empresas estatales, selección y toma de decisiones de construcción de proyectos con sobrecostos y atrasos considerables en los mismos, se optó por un sistema más abierto, que permitiera introducir competencia e inversión del sector privado, privatizando las compañías estatales y dejando al Estado solamente el papel de ente regulador.

Tal reestructuración se materializó con las leyes 142 Ley de Servicios Públicos y 143 Ley Eléctrica de 1994, las cuales crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, definiendo así un nuevo marco regulatorio que promovía mayor competencia, funcionando el nuevo esquema desde el año 1995¹⁷.

Para brindar transparencia al mercado de electricidad ha sido necesario separar claramente las actividades económicas propias del servicio. El mercado eléctrico funciona de la siguiente manera: la actividad de generación es de libre competencia, cuyos precios son libremente acordados; en la transmisión, hay monopolio natural con competencia en la expansión, libre acceso a las redes (nuevas) y cargos regulados; la distribución es un monopolio, con libre acceso a las redes; y la comercialización, es decir, la compra y venta de energía, es competitiva, con un margen de comercialización aprobado por la CREG.

COLOMBIA EN EL MERCADO CENTROAMERICANO

Colombia participa en el mercado eléctrico internacional bajo dos esquemas, integraciones regionales (como es el caso de la CAN y el mercado TIE con Ecuador) y con líneas de interconexión internacionales bilaterales privadas, como es el caso de las líneas de interconexión con Venezuela Cuestecitas-Cuatricentenario y Corozo-San Mate. Además, bajo el esquema de integración regional, participa, a través de ISA en el SIEPAC. En el cuadro 7 se presenta un comparativo, donde establece las diferencias entre los principales

¹⁷ Adicional a que ya en la Constitución de 1991 se había creado la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para que, por delegación del Presidente de la República, ejerza el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

aspectos que consideran los mercados de la CAN, específicamente entre Colombia y Ecuador y el SIEPAC.

Las TIE las realiza con Ecuador (país de la región Andina) y son transacciones horarias entre los mercados de corto plazo de los países miembros, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos, a través de enlaces internacionales.

La integración con Centroamérica está materializada con el SIEPAC, donde la empresa colombiana Interconexión Eléctrica S.A, ISA, a principios del año 2001, prestó servicios de consultoría, servicios técnicos y estudios de viabilidad del proyecto. Esto le permitió a Colombia tener un acercamiento al mercado centroamericano y conocer las necesidades y posibilidades de nuevos negocios en éste.

Cuadro 7. SIEPAC vs TIE

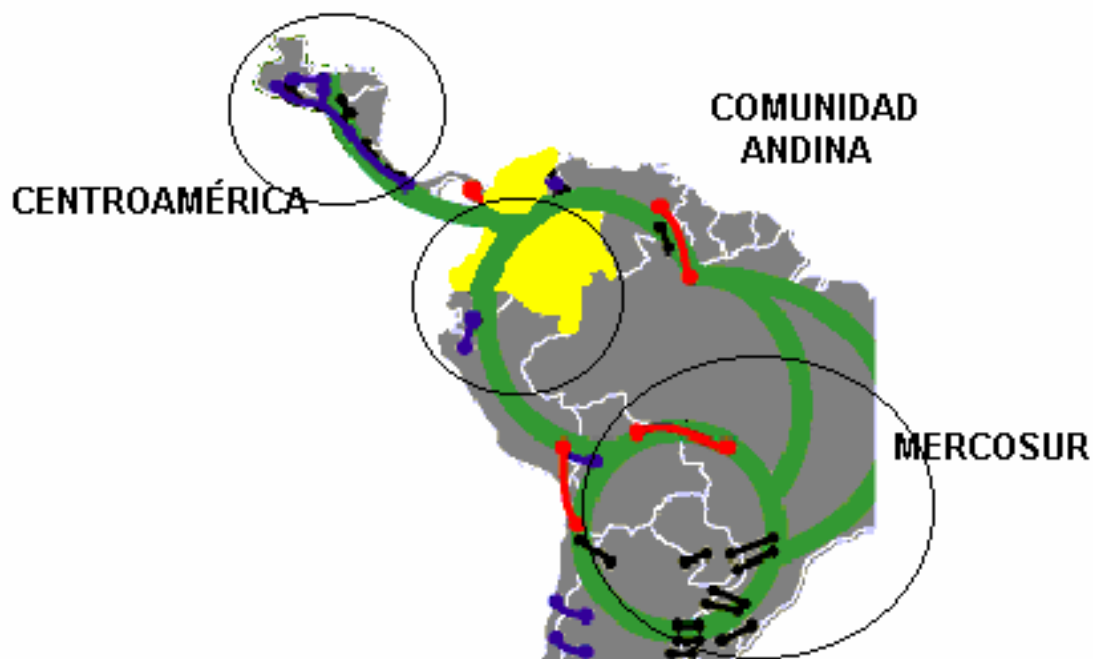
SIEPAC	TIE
• Tratado Marco del Mercado de América Central	• Decisión CAN 536
• Regulador regional	• Grupo de trabajo de reguladores
• Operador regional	• Sin operador regional
• Despacho regional	• Despachos nacionales coordinados
• Mercado de oportunidad	• Mercado de oportunidad
• Sólo se transa energía	• Sólo de transa energía
• Precios ex ante	• Precios expost
• Ofertas obligatorias	• Ofertas obligatorias
• Basado en precios marginales	• Basado en precios marginales
• Mercado de contratos	• Sin mercado de contratos
• Subastas para derechos de congestión	• Sin subastas para derechos de congestión
• Sin mercado de servicios auxiliares	• Sin mercado de servicios auxiliares

Fuente: ISA, 2004.

La conexión de los sistemas eléctricos de Centroamérica y la Región Andina se convierte en una forma de optimizar el proceso energético del Continente, con el ánimo de disminuir costos operativos y beneficiar a los consumidores de los diferentes países, integrando los gobiernos, la comunidad, los entes regulatorios, las organizaciones de control, las comisiones de política energética y las entidades financieras.

Colombia, por medio de la CAN, es el país que, por su posición geográfica, se encargaría de establecer la interconexión entre los mercados eléctricos de Suramérica y Centroamérica, llegando a México a través de Guatemala y a la parte sur de Estados Unidos, como lo establece el Plan Puebla Panamá – PPP - y el Plan de Desarrollo de Colombia del presente Gobierno. Ver gráfico 5.

Gráfico 5. Integración eléctrica de América



Fuente: ETESA, 2004.

Colombia y el SIEPAC

El SIEPAC es uno de los tres puntos del PPP, plan que promueve el desarrollo regional con el ánimo de disminuir pobreza y mejorar la calidad de vida a través de la integración y fomento del diálogo. Los otros dos puntos son una carretera panamericana y un gasoducto¹⁸.

ISA comenzó a realizar acuerdos para hacer parte del SIEPAC desde finales del año 2004, firmando el acuerdo que le permitía ser parte de este proyecto pero sin voz ni voto en noviembre de ese año. En febrero de 2005, ISA fue aceptada como socia de la EPR, lo que la convirtió en el octavo socio del SIEPAC, con una participación accionaria exactamente igual a la de los otros países integrantes, 12,5%, y con los mismos derechos y obligaciones.

La empresa colombiana hará un aporte de capital en efectivo de 7,4 millones de dólares y, además, avalará una deuda de 40 millones de dólares; con este capital la EPR realizará proyectos para fortalecer la infraestructura de transmisión centroamericana y, más tarde, para fomentar el desarrollo de la interconexión con la Comunidad Andina de Naciones, CAN.

¹⁸ Panamá se encuentra buscando otras alternativas energéticas ante el auge del precio de petróleo, por lo que está en proceso la construcción de un gasoducto que unirá, a través de Panamá, a Venezuela con todo Centroamérica.

En el segundo semestre del 2004, ISA presentó las diferentes alternativas para llevar a cabo el proyecto de integración de la línea del SIEPAC con Colombia: dos líneas de transmisión terrestres y dos mixtas, estas últimas incluyen tramos terrestres y tramos submarinos. Los tramos submarinos, aunque son más costosos que los tradicionales, son más atractivos al ser menos vulnerables a los ataques que puedan llegar a realizar los grupos guerrilleros existentes en la zona.

Los costos de estas líneas estarán entre 172 y 221 millones de dólares y tendrán una longitud entre 500 y 600 kilómetros, uniendo la subestación que se encuentra en Córdoba – Colombia con la de Panamá II, para un transporte de energía de 300 MW en la dirección Colombia - Panamá y de 200 en la dirección Panamá - Colombia. De esta forma, la conexión entre estos dos países se convierte en el paso fundamental para ver materializada en un futuro la integración de todo el continente americano, partiendo de la participación que Colombia tiene en la Comunidad Andina de Nacionales – CAN¹⁹ – y logrando unir esta organización con el MERCOSUR, subiendo a Centroamérica y llegando, a través de Guatemala y México, al sur de los Estados Unidos.

Actualmente, la línea Colombia - Panamá que más analizada y opcionada es la que pasaría por la frontera entre Centroamérica y Suramérica, el Tapón del Darién, el cual tiene 1.2 millones de hectáreas silvestres vírgenes y en la que habitan tres diferentes grupos étnicos: los pueblos indígenas Emberá-wounaan y Kuna, los afrodarienitas y los inmigrantes de otras regiones.

La importancia geopolítica del Darién para la expansión del comercio es significativa, ya que es el único corte en la Carretera Panamericana que va desde México hasta Suramérica y está densamente habitado por comunidades indígenas que han resistido largo tiempo su extensión. El BID ha financiado evaluaciones ambientales acerca de la conclusión de la Carretera Panamericana, bajo la presión de Panamá y de Colombia para construirla.

El impacto ambiental de extender cualquier nuevo acceso a través del Darién, como se propone actualmente, sería muy grande, ya que la construcción cortará a través de unos 85 kilómetros de bosque lluvioso, generando distorsiones en el ecosistema, deforestación y causando una pérdida importante de biodiversidad.

Diferentes grupos han expresado su rechazo a los procesos de interconexión: La Asociación Ganadera de Panamá se opone por la posibilidad que existe de que el ganado panameño se infecte con la fiebre aftosa que sufre el colombiano; grupos ecológicos de Estados Unidos por la catástrofe ecológica que esto generaría; la Sociedad de Ingenieros y Arquitectos de Panamá porque es una forma de trasladar el conflicto armado existente en Colombia a su País; finalmente, la Cámara Panameña de la Construcción expresa que este proyecto de interconexión disminuirá las futuras inversiones hidroeléctricas en la región y desestimulará las existentes.

¹⁹ Conformado por Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.

Así, la integración del mercado eléctrico del Continente es un paso fundamental para brindar seguridad, confiabilidad y calidad en el servicio prestado, de forma que los países se encuentran analizando los costos, ahorros operativos, marcos regulatorios, estudios energéticos y transacciones realizadas hoy en día entre los mercados.

Entre los principales beneficios de esta integración se pueden destacar la complementariedad energética, la competitividad vía precios y la confiabilidad en el suministro, entre otros.

Confiabilidad en el suministro del recurso, gracias a los importantes avances que se han alcanzado en el proceso integrador de Centroamérica y a las oportunidades que esto implica para Colombia, por lo que el usuario se puede sentir tranquilo, contando con un servicio de buena calidad, además de evitar suspensiones en éste.

La complementariedad en la forma de generación de energía eléctrica, es decir, complementariedad hidrológica, tanto al interior del país como con los demás socios del sistema, lo que se puede ver reflejado en niveles óptimos de costos y en la tendencia de más alternativas para suministrar el bien, evitando así las crisis que se presentaron en años pasados. Tanto en Centroamérica como en América Latina existen abundantes recursos energéticos que se pueden utilizar para abastecer de forma eficiente y segura las necesidades de los países; como se observó en el cuadro 3, la energía generada en Centroamérica se soporta fundamentalmente en la térmica con 15.24 GWh y la hidráulica con 14.26GWh. En América Latina, por otro lado, existen importantes reservas de gas y recursos hídricos sin explotar.

La competitividad vía precios, dados los menores costos logrados por la complementariedad de generación, le permite incursionar con ganancias en los mercados de Centroamérica y, en un futuro, poder llegar a prestar el servicio en el sur - occidente de Estados Unidos.

Según la CIER, 1999, los costos operativos que tiene Colombia en el proceso de generación y suministro de energía eléctrica, en millones de dólares al año, serían de 269.2 si no se presentara una interconexión con la región de Centroamérica y de 222.5 con ella, observándose un ahorro de 46.7 millones de dólares; de otro lado, la integración de Colombia, Venezuela, Perú y Ecuador con Centroamérica, generaría un ahorro aproximado en costos de 310.6 millones de dólares para la región.

Pero la integración en el continente implica diferentes riesgos, ya que se están uniendo países con diferentes características en varios aspectos, lo que puede generar conflictos entre ellos. La CIER, 2004, expone estos riesgos para el caso específico del Istmo centroamericano, pero se pueden extender a los países de Sur América, si se está buscando una integración de todos.

Uno de los riesgos es el político ya que van a existir un mayor número de autoridades involucradas en la toma de decisiones y se pueden presentar posibles conflictos en la pérdida de soberanía, así las reglamentaciones exijan a los gobiernos garantizar la libre circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, ya sea para ellos mismos o para otros países de la región; en otras palabras, el unificar diferentes gobiernos y en consecuencia gobernantes, podría generar en el futuro conflicto de intereses entre los mismos, arriesgándose el buen funcionamiento del mercado ante las decisiones que ellos pueden tomar en pro de su propio bienestar afectando negativamente el mercado.

Por tanto, no sólo es importante la disminución de costos en las negociaciones o el mejor suministro de energía en este proceso integrador, sino que es fundamental la armonía entre la forma de actuar frente al mercado de cada uno de los presidentes, en aras de lograr eficiencia en el macromercado. Por otro lado, se pueden presentar intereses particulares que trunquen los procesos de integración, debido a la eficiencia que exige dicha integración por parte de cada uno de los agentes involucrados en el proceso.

También se pueden presentar riesgos regulatorios, haciendo referencia a la incompatibilidad de las regulaciones existentes en cada país, la posible falta de una autoridad supranacional que tenga la última palabra y conflictos al definir contratos. En el proceso de integración en Centroamérica se han establecido algunas normas de tal forma que cuando se presenten diferencias entre los agentes del mercado, deberán ir a la CRIE y si son diferencias entre gobiernos que no pueden ser resueltos por negociaciones entre el arbitraje de un país involucrado, se recurrirá a la Corte Centroamérica de Justicia.

Finalmente, existe un riesgo económico, que hace referencia a la incompatibilidad de las monedas de todos los países del continente y los efectos de revaluaciones y devaluaciones, las cuales no se dan simultáneamente, lo que afecta las condiciones de intercambio; no obstante, se pueden asumir coberturas financieras con el fin de contrarrestar este problema.

CONCLUSIONES

Los países del Istmo centroamericano, Costa Rica, Panamá, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua, presentaron un mismo desarrollo de la industria eléctrica; comenzó a finales del siglo XIX con concesiones otorgadas a empresas extranjeras; luego de la década de los 50, se dió la creación de empresas estatales, llegando años más tarde a una monopolización del sector; finalmente, por un debilitamiento institucional y una fuerte crisis de suministro, se vivió un proceso de privatización. Con éste último, se emprenden una serie de reformas que buscaban atraer inversión extranjera, definir de mejor forma las funciones normativas, regulatorias y empresariales; abrir y fortalecer el mercado y sus redes, lograr una armonización en la regulación, especialmente en el control de costos máximos de generación, transmisión y distribución; lograr mayores niveles de cobertura y disminuir los subsidios otorgados, a excepción de aquellos concedidos a los agentes de menores recursos; y, por último, promover los recursos del país como fuentes de generación de energía, llegando a utilizar la hidroenergía, la geotermia, la energía eólica, entre otras.

Las reformas llevadas a cabo en el mercado eléctrico de la región centroamericana trajeron consigo beneficios importantes para los países, entre las que se destacan el incremento de la oferta de energía eléctrica gracias a la participación de nuevos agentes y a los niveles de demanda por encima del 5%; la mejora en los niveles de reservas, alcanzando el 50% de la capacidad instalada; con relación a las tarifas, éstas se comportaron de forma diferentes en cada país, observando como aquellos que privatizaron su sector sufrieron las mayores alzas, a excepción de Panamá, quien antes de las reformas triplicaba el valor de los otros países, y ahora cuenta con uno de los niveles más bajos. Sin embargo, varios de los objetivos trazados al momento de implementar las reformas no se alcanzaron; así, no se logró disminuir el grado de concentración en la producción y la distribución del sector; las pérdidas operacionales y administrativas no lograron rebajarse y tan solo el país líder de la región, Costa Rica, logró mantenerlas en niveles estables; los subsidios tampoco se lograron disminuir en la forma en que se deseaba y se convirtieron en uno de las principales causas del elevado nivel de tarifas del área, especialmente por los subsidios en especie entregados al final de la década de los 90, como la venta de energía con descuento o el préstamo gratuito de servicios complementarios.

El Istmo centroamericano adelanta su proceso de integración regional del mercado eléctrico a través del SIEPAC, creando con éste, el Mercado Eléctrico Regional, el macromercado de la región que abarcará los siete países miembros, los seis países centroamericanos y Colombia. A pesar de que aún queda mucho camino por recorrer para garantizar la confiabilidad del sistema, lo cual se alcanzaría por medio del proyecto de la línea SIEPAC; además de definir claramente la forma para realizar los intercambios de electricidad; cuando se compara este caso con los demás procesos de integración a nivel mundial, es uno de los más interesante en los avances relacionados con el aspecto institucional, pues se ha creado un único ente regulador y operador del sistema para la región: la Comisión de Regulación de Interconexión Eléctrica –CRIE- y el Ente Operador Regional –EOR-, respectivamente, lo que le imprime un alto nivel de estabilidad a dicho proceso.

Colombia tiene una gran oportunidad de incursionar en el mercado eléctrico internacional al participar a través de ISA en el SIEPAC como uno más de sus socios, con iguales derechos y obligaciones que los países del istmo, y siendo parte de las instituciones supranacionales allí creadas. Sus puntos fuertes son la competitividad vía precios, dados los menores costos logrados por la complementariedad de generación; la complementariedad de climas y la horaria, y su capacidad de generación de energía. Además, esta interconexión permitirá la integración del mercado SIEPAC con el de la Región Andina y el Mercosur, dado su ubicación estratégica y al ser parte del mercado centroamericano y del andino, convirtiéndose Colombia en la línea que conecte todo el continente americano.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

CAN: Comunidad Andina de Naciones.
CEAC: Consejo de Electrificación de América Central.
CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.
CIER: Comisión de Integración Energética Regional.
CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
ENEL: Empresa Nacional de Electricidad.
EOR: Ente Operador Regional
EPR: Empresa Propietaria de la Red
GENI: Global Energy Network Institute.
ICE: Instituto Costarricense de Electricidad
INDE: Instituto Nacional de Electrificación. (Guatemala)
IRHE: Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación. (Panamá)
MER: Mercado Eléctrico Regional.
OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.
OMCA. Operador del Mercado Centroamericano
PPP: Plan Puebla - Panamá
SICA: Sistema de Integración de Centroamérica.
SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Centro para la Defensa del Consumidor - CDC. 2002. *Análisis del sistema de interconexión eléctrica para los países de América central y su impacto en los usuarios de la región*. San Salvador. Mayo.

CEPAL. 2003. *Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del istmo centroamericano*. LC/MEX/L.588. México. Diciembre.

CEPAL. 1999. "América Latina: población total, urbana y rural y porcentaje urbano, por países". *Boletín demográfico*. No. 63. Enero.

CEPAL. 2003. *Istmo centroamericano: estadísticas del sector eléctrico, datos actualizados a 2003*. LC/MEX/L.631. Septiembre.

CIER. 2001. *Diseño de una Organización para Coordinar los Futuros Mercados Regionales de Electricidad en América del Sur*. Proyecto CIER 07. Documento CIER CIG&T 01/05. Medellín - Colombia.

CIER. 2002. *Procesos de integración y creación de mercados regionales en Centroamérica y Región andina*. Documento SECIER CIG&T-06-2002. Área de generación y transmisión, coordinación internacional. Medellín - Colombia. Julio.

CIER. 2003. *Región CIER: Síntesis informativa energética de los países de la CIER. 2003. Centroamérica: Naciones Unidas - Cepal. Estadísticas del subsector eléctrico*. L570. Centroamérica: EIA International Energy Annual.

Corte Suprema de Justicia de El Salvador. 1998. *Tratado Marco del Mercado eléctrico de América Latina*. Centro de documentación judicial. Febrero.

Donalek, P. Meisen, P. 1993. *The economic, environmental and developmental benefits of high-voltage interconnections between South and North America via Central America and the Caribbean*. Bogota - Colombia. June.

EFE. 2005. *Colombia se incorporará al mercado eléctrico centroamericano*. En: www.terra.com.gt/midiner/articulo/html/mdi236.htm. Marzo, 2005.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. ETESA. 2004. *Integración de Mercados Eléctricos*. Congreso Energía 2004 IEEE Sección Panamá. Agosto.

Empresa Propietaria de la Red - EPR. *Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Resumen de los aspectos relevantes del proyecto SIEPAC*. En: <http://www.eprsiepac.com/documentos/infosiepac.PDF>. Abril, 2005.

Gutierrez, J. G. 2004. *LA integración regional. Aspectos favorables y dificultades por superar*. Brasil. Congreso CIER 2004.

ISA. 2005. *ISA se asocia con Centroamérica*. Febrero de 2005. En: www.isa.com.co/pragma/documenta/ISA/secciones/ISA/HOME/doc_2648_HTML.html?idDocumento=2648 Marzo, 2005.

ISA. 2005. *Colombia ha recibido US\$ 249.7 millones por exportaciones de energía hacia Ecuador*. Marzo. En:

http://www.isa.com.co/pragma/documenta/ISA/secciones/ISA/HOME/IG/PR/CP/doc_2736_HTML.html?idDocumento=2736. Abril, 2005.

ISA. 2004. *Prospectiva de los Mercados Regionales Oportunidades y beneficios*. Cartagena. Septiembre.

InterAction. 2005. *Línea de Transmisión Eléctrica en el Tapón del Darién*. En: <http://www.ecoportal.net/content/view/full/36961>. Abril, 2005.

Muñoz, R. A. 2004. *Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad*. Serie 73. División de recursos naturales e infraestructura. Santiago de Chile, Julio.

Noticias Actuales sobre el Plan Puebla Panamá (Sep. de 2004): *Colombia se integra al PPP y Promueve Extensión de Línea de Transmisión Eléctrica en el Área Protegida del Darién para 2006*. En: www.interaction.org/files.cgi/3354_Darien_SIEPAC_Esp_17-9-04.pdf, Febrero, 2005.

OLADE. 2000. *Utilización de la experiencia europea en la superación de las barreras a la integración energética latinoamericana y el caribe*. Informe Final. Diciembre.

PREEICA. Consorcio. 2002. *Estrategias para fomentar el desarrollo de recursos hidroeléctricos y geotérmicos en la región*. Proyecto ACDI 910/18255. Octubre.

www.cepal.cl, febrero, 2005.

www.cier.org.uy/aan/gt/procint.doc, enero, 2005.

www.eprsiepac.com, febrero, 2005.

www.iadb.org/, febrero, 2005.

www.olade.org.ec, Febrero, 2005.